



**XX SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
XXX.YY
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO I

GRUPO DE ESTUDO DE GERAÇÃO HIDRÁULICA - GGH

MODELAGEM DOS CUSTOS DE PARADA E PARTIDA DE UNIDADES GERADORAS E DA OPERAÇÃO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO – A EXPERIÊNCIA DA COPEL

Douglas Paladine Vieira(*)
COPEL

Clovis Tadeu Salmazo
COPEL

Josué Carlo Betemps Vaz da Silva
COPEL

Josué Gonçalves de Oliveira
COPEL

Ana Carolina Simoneto
COPEL

Cláudio Remir Rampim
COPEL

RESUMO

Com o intuito de criar uma estratégia técnico-econômica para a otimização do planejamento da operação de curto prazo, bem como subsidiar a tomada de decisão entre desligar ou manter uma unidade geradora operando como compensador síncrono, conforme as regras vigentes de comercialização, foi desenvolvida uma metodologia para a estimativa em valor econômico do custo de uma parada/partida e do custo da operação como compensador síncrono. A metodologia se baseia no histórico de gastos de manutenção, na estimativa da vida útil dos equipamentos, e na mensuração do consumo de energia e foi aplicada às usinas da Companhia Paranaense de Energia.

PALAVRAS-CHAVE

Otimização; Parada e Partida; Operação como Compensador Síncrono.

1.0 - INTRODUÇÃO

A operação das principais usinas do Sistema Interligado Nacional (SIN) desde o tempo de suas construções, nos tempos do GCOI, até o ano de 2006 tinha como princípio o rateio das perdas por todos os Agentes do Setor e buscava-se o menor risco operacional. Para este fim, mantinha-se o maior número de unidades geradoras sincronizadas, seja operando como gerador ou como compensador síncrono, isto para evitar o risco de partidas e paradas bem como ter uma maior agilidade na tomada de carga na ocasião de uma contingência sistêmica.

No entanto, com as mudanças institucionais, os serviços ancilares passaram a ser remunerados, conforme resolução Aneel 265/2003, e para se ter o direito a esta remuneração faz-se necessário a assinatura de um contrato de prestação de serviços ancilares (CPSA). Com isso, as empresas passaram a ser remuneradas, entre outros serviços, pela operação, quando solicitado pelo ONS, de unidades geradoras como compensador síncrono para o auxílio no controle de tensão do SIN. Porém quando não existir a necessidade sistêmica de operação da unidade, a empresa deverá optar entre desligar a unidade geradora ou mantê-la em operação como compensador de acordo com a conveniência de seus custos operacionais.

Com isso, as empresas obrigaram-se a alterar seus *modus operandi* visando a obtenção de uma estratégia técnico-econômica ótima, sendo necessário para tanto, o levantamento de todos os custos envolvidos.

Objetivando subsidiar esta tomada de decisão, foi criada uma metodologia para a obtenção, e transformação em valor econômico, dos custos inerentes ao processo de parada e partida de unidades geradoras hidráulicas de grande porte. Bem como a modelagem para a obtenção dos custos da operação em compensador síncrono por estas unidades geradoras.

(*) Rua José Izidoro Biazetto, n° 158 – sala 235 - Bloco A – CEP 81200-240 - Curitiba, PR, – Brasil
Tel: (+55 41) 3331-4462 – Fax: (+55 41) 3331-3666 – Email: douglas.vieira@copel.com

A modelagem dos custos foi baseada em uma análise detalhada de todo o processo de parada e partida das unidades geradoras hidráulicas e também da operação como compensador síncrono, sendo observados os equipamentos que sofrem algum tipo de desgaste ou as partes do processo que resultam em alguma perda econômica. Foram analisadas separadamente para o processo de parada e partida as contribuições dos sistemas de frenagem e de lubrificação forçada, as perdas de água do processo de partida, além da redução da vida útil do enrolamento estatórico do gerador. Para a compor o custo da operação em compensador síncrono foram observados os desgastes no sistema de ar de rebaixamento e excitação, além do consumo de energia ativa do grupo e o consumo de água do sistema de resfriamento da unidade. A quantificação da contribuição de cada componente do custo total encontrado foi obtida por meio de análises do histórico de manutenções e das frequências de manutenções programadas, além da estimativa de redução de vida útil dos equipamentos e da valoração da água por meio das regras de comercialização vigentes.

Este modelo foi aplicado às seguintes usinas hidrelétricas (UHE) da Companhia Paranaense de Energia (COPEL): UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (UHE GBM), com 4 unidades geradoras de 419MW; UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (UHE GNB) com 4 unidades de 315MW; e à UHE Gov. José Richa (UHE GJR) com 4 unidades de 310MW.

2.0 - CÁLCULO DO CUSTO DA PARADA/PARTIDA

Diversos trabalhos sobre este tema já foram publicados e apresentados em congressos e revistas conceituadas mundialmente, (1), (2) e (3), sendo os mesmos utilizados, após as adaptações ao modelo comercial do Brasil, para a construção da metodologia apresentada.

A identificação dos fatores que, de alguma forma contribuem para a formação do custo total foi baseada na análise do processo de parada/partida, observando-se cada fase do processo e verificando onde haveria um desgaste adicional e/ou consumo de energia. Desta forma, foram considerados neste trabalho os seguintes fatores contribuintes para a formação do custo total da parada/partida:

- Perdas de água adicionais durante a partida;
- Redução da vida útil do enrolamento estatórico do gerador;
- Desgastes dos equipamentos associados aos subsistemas de:
 - Frenagem e Levantamento; e
 - Lubrificação forçada;
- Energia Elétrica – Resistência de Aquecimento do Gerador.

2.1 Perdas Adicionais de Água durante a Partida

No processo de partida de uma unidade geradora há um consumo de água necessário para que a massa girante possa sair de sua condição inicial de repouso e levada à sua rotação nominal, sem haver a produção de energia elétrica, sendo necessário mensurar e valorar esta perda.

O estudo considerou a vazão consumida para manter a unidade rodando a vazio e também que durante o processo de aceleração da unidade o consumo apresenta um crescimento linear. Levantou-se ainda o tempo médio entre o início da abertura das palhetas e o momento em que é atingida a rotação nominal da unidade. Também foi considerado o tempo médio para que o sincronismo da unidade seja efetuado.

A partir disso, é possível encontrar o tempo total (t_{eq}) em que o volume total despejado (vol) poderia suprir o engolimento da turbina durante a operação como gerador ($Q_{ótima}$), quando na condição de maior rendimento:

$$t_{eq} = \frac{vol}{Q_{ótima}} \quad (1)$$

De posse do tempo t_{eq} (transformado em horas) é possível encontrar o montante de energia equivalente em água ($En_{pp_eq_agua}$) consumido no processo, considerando que a unidade estaria operando em seu ponto de maior rendimento ($P_{ótimo}$).

$$En_{pp_eq_agua} = P_{ótimo} \times t_{eq} \quad (2)$$

2.2 Custos de Manutenção

A análise dos esforços mecânicos em que a máquina é submetida durante o processo de parada e partida mostra que os principais componentes que sofrem desgastes adicionais durante as manobras estão associados aos subsistemas de lubrificação forçada e de frenagem e levantamento.

2.2.1 Subsistemas de Lubrificação Forçada e Frenagem e Levantamento

A quantificação do valor resultante dos desgastes mecânicos foi baseada no valor médio dos gastos e rotinas de manutenções realizados historicamente, de forma a relacionar os gastos totais registrados com o número de paradas verificadas.

Através dos guias de manutenção e do histórico de gastos verificou-se, que a maior parcela da composição final dos custos nestes sistemas está relacionada com inspeções de rotina que são realizadas de forma periódica, ou seja, gastos com mão-de-obra e não com a substituição de peças ou componentes. Portanto, os custos referentes à mão-de-obra existirão independentemente da necessidade de substituição de componentes em função de um aumento da quantidade de paradas (exceto em manutenções corretivas) e por isso foram desconsiderados.

Segue então que, efetuando uma relação entre o montante gasto com peças de reposição durante um intervalo de tempo suficientemente longo e o número de paradas/partidas chega-se a um valor médio sobre a parcela de custo de cada sistema na composição final. De forma adicional foi incluído a estimativa do número de paradas que as lonas de freio suportam e o seu custo de substituição.

2.3 Redução de Vida Útil do Enrolamento Estatórico do Gerador

Como paradas e partidas causam variações de esforços elétricos, mecânicos e térmicos no gerador alguns trabalhos publicados, (1) e (2), relacionam às manobras uma redução da vida útil dos seus sistemas isolantes.

Segundo Bjorkvoll e Bakken (2002), o cálculo do custo marginal da redução da vida útil de um equipamento, que indica o quanto custa uma única parada extra da unidade, é dado pela antecipação da necessidade de recuperação do mesmo.

Desta forma, o cálculo considera que o equipamento está em funcionamento já a alguns anos e, se seguido um procedimento operacional constante, a próxima recuperação do equipamento irá ocorrer em T_F anos, e ainda, que se mantida esta operação de forma regular, os próximos investimentos em recuperação irão ocorrer periodicamente em intervalos de T_R anos ($T_F \leq T_R$), como mostrado na Figura 1a. Adotando então que uma única parada extra da unidade reduzirá o tempo útil de operação do gerador em ΔD horas - (2) estimou em 10 horas o tempo de redução da vida útil dos geradores por parada/partida - todas as futuras recuperações também irão ser antecipadas em ΔD horas, como mostrado na Figura 1b. Ou seja, o resultado calculado deve levar em conta todas as futuras recuperações, e não somente a próxima.

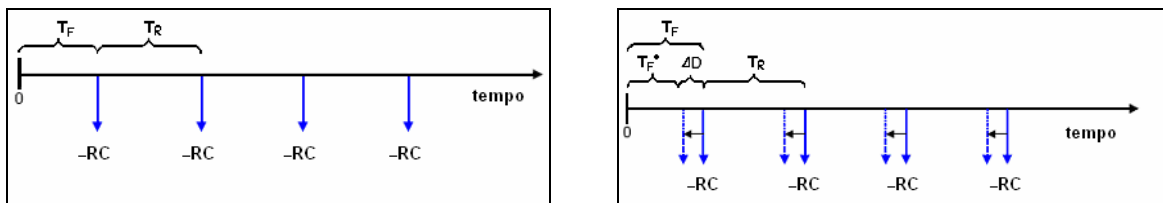


Figura 1 - (a) Fluxo de caixa representando os futuros pagamentos para a recuperação do equipamento, considerando constante o procedimento operacional. (b) Fluxo de caixa representando os futuros pagamentos para a recuperação do equipamento, considerando que houve uma única parada extra no período operacional (fonte: adaptado de (1)).

Como proposto por (1), o custo marginal, de uma única parada extra é dado por:

$$CMP = VP_p - VP_0 \quad (3)$$

Onde CMP é o custo marginal de uma parada (em $R\$/parada$); VP_p é o Valor Presente do investimento de recuperação (RC) considerando a perda das horas de operação resultantes da parada (em $R\%$); e VP_0 é o Valor Presente do investimento de recuperação sem considerar paradas extras da unidade (em $R\%$).

Utilizando as equações da teoria financeira e o conceito de séries convergentes, os autores chegaram, com um pequeno arranjo matemático, ao custo marginal de uma parada extra da unidade, em função da redução da vida útil do enrolamento estatístico do gerador, dado por:

$$CMP = \left(\frac{RC}{(1 - e^{-rT_R})} \right) \cdot (e^{r\Delta LT} - 1) \cdot e^{-rT_F} \quad (4)$$

O tempo de operação ΔD é o tempo perdido de operação que a unidade permaneceria em funcionamento. Sabendo que uma unidade geradora não permanece o tempo todo em operação (manutenções, falta de água, etc), deve-se transformar as horas equivalentes de operação em funcionamento ΔD , em horas de redução de vida útil, chamada de ΔLT . Ou seja, as ΔD horas consideradas, são horas de operação adicionadas com a unidade em funcionamento, e as ΔLT são as horas equivalentes de vida útil, considerando o tempo ocioso e o número de partidas "normais". Se a unidade operar continuamente, sem paradas, tem-se $\Delta D = \Delta LT$. O cálculo para conversão entre o ΔD e o ΔLT é dado por:

$$\Delta LT = \frac{24 \cdot 365 \cdot \Delta D}{n_0 \cdot \Delta D + \alpha_0 \cdot 24 \cdot 365} \quad (5)$$

Onde α_0 é a fração de tempo em que a unidade permanece em operação por ano; e n_0 é o número de partidas por ano em operação "normal".

2.4 Consumo de Energia da Resistência de Aquecimento do Gerador

Durante todo o intervalo de tempo em que a unidade geradora permanece desligada, um sistema composto por resistências de aquecimento localizado dentro do barril do gerador é ligado. A função deste sistema é de evitar a condensação de água no ambiente evitando danos ao equipamento. A potência (P_{aq}) deste sistema de aquecimento pode variar de instalação para instalação, e pode ser obtida através dos dados de projeto.

2.5 Custo Total da Parada/Partida

Nota-se que a composição de uma função custo total por parada/partida, agregando as componentes já citadas, sofre pouca influência com o tempo da parada. A única variável dependente do tempo é o consumo de energia do sistema de aquecimento do gerador. A função agregada dos custos pode ser dada por:

$$f_{pp}(C_{en}, t_p) = (En_{pp_eq_agua} \times C_{TEO}) + (P_{aq} \times t_p \times C_{en}) + (C_{pp_MAN} + CMP) \quad (6)$$

Onde $f_{pp}(C_{en}, t_p)$ é a função agregada do custo total por parada/partida (em $R\$/pp$); t_p é o tempo total em que a unidade permanece desligada (em horas); C_{pp_MAN} é todo o gasto adicional com manutenção, sist. de lubrificação, sist. de frenagem e lonas de freio (em $R\$/pp$); CMP é o custo marginal de uma parada/partida (em $R\$/pp$); C_{TEO} é o valor da TEO (Tarifa de Energia de Otimização); C_{en} é o preço pago pelo Agente sobre a energia elétrica consumida naquele instante (em $R\$/MWh$).

3.0 - CÁLCULO DO CUSTO DA OPERAÇÃO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO

A operação como compensador síncrono pode ocorrer em duas situações: por solicitação do ONS (prestando o serviço ancilar de suporte de reativo) ou por conveniência do Agente (para não desligar as unidades e evitar

custos de manutenção), sendo o custo operacional diferente em cada uma das situações em função das regras comerciais vigentes.

O custo da operação está diretamente relacionado ao consumo de energia da unidade (máquina síncrona, sistema de ar de rebaixamento, excitação, e perdas nos transformadores), no entanto, outras variáveis influem no custo total tais como: o consumo de água do sistema de resfriamento; o gasto adicional de manutenção com os compressores de ar de rebaixamento; e o desgaste das escovas dos anéis coletores. A diferença entre o custo da operação quando da prestação do serviço ancilar de suporte de reativo e da operação por conveniência do Agente é o consumo de energia da máquina síncrona (medição bruta localizada na saída de cada gerador) que não é pago diretamente pelo Agente quando há a solicitação do ONS para a operação como compensador. No entanto, o consumo de energia do motor síncrono neste caso, trás prejuízos a todos os Agentes, uma vez que este consumo é tratado como perdas sistêmicas.

3.1 Consumo de Energia Ativa

O consumo de energia ativa inclui o consumo da máquina síncrona funcionando como motor, o consumo dos compressores de ar de rebaixamento, o sistema de excitação e as perdas no transformador elevador.

O consumo para manter a unidade geradora funcionando como um motor síncrono é o mais significativo, e depende das características construtivas da máquina. Sendo que a potência pode ser determinada por meio de medidores de energia bruta instalados na saída de cada unidade (este consumo é desconsiderado para o cálculo quando da operação por prestação do serviço ancilar de suporte de reativo).

Na operação como compensador síncrono, uma unidade geradora que opera afogada, necessita que suas palhetas permaneçam fechadas e a água seja rebaixada no tubo de sucção até que suas pás possam girar livremente. Os compressores de ar de rebaixamento têm a função de produzir o ar comprimido para possibilitar este rebaixamento. Como as horas de operação dos compressores estão diretamente relacionadas com as horas de operação das unidades geradoras como compensador síncrono, e normalmente não há medidores de energia específicos para os compressores, é possível estimar um consumo médio de energia por hora de operação da unidade. Deve-se considerar ainda que há a liberação de uma grande quantidade de ar no momento da passagem de gerador para compensador ("bolha"), e que este gasto haverá de forma independente do tempo em que a unidade permanecer em operação.

O consumo dado pelo sistema de excitação é conhecido pelos dados de projeto, ou pode ser obtido através da medição da tensão e da corrente de excitação.

Durante a operação como compensador síncrono os transformadores elevadores permanecem em operação e com isso apresentam perdas, tanto no núcleo (histerese e correntes parasitas de Foucault), quanto no cobre (efeito Joule). Estas perdas variam de acordo com as características construtivas de cada equipamento e a sua determinação pode ser realizada através dos resultados dos ensaios a vazio e de curto circuito.

3.2 Consumo de Água do Sistema de Resfriamento

O sistema de resfriamento do grupo funciona para eliminar o calor resultante das perdas mecânicas por atrito e perdas elétricas. Neste sistema de resfriamento é utilizado, além do ar, a água como fluido refrigerante. Esta água consumida poderia ser armazenada no reservatório para ser turbinada, ou seja, poderia ser aproveitada para a geração de potência ativa, e por esta razão, a estimativa do montante de água consumida durante esta operação se torna importante. A quantidade de água consumida depende das características de cada projeto e pode ser mensurada através de medições de vazão em cada sistema, ou então podem ser utilizados os dados de projeto.

Relacionando a vazão da água consumida pelo sistema de resfriamento (Q_{resf}) com o valor de vazão consumida pela unidade geradora quando a mesma está operando como gerador em seu ponto de maior rendimento (curva colina) encontra-se o valor da energia equivalente em água (En_{eq_agua}) que está se perdendo, ou seja, quanto em água está sendo consumido e que poderia gerar energia elétrica. O equacionamento, que é função do tempo de operação como compensador síncrono (t_{CS}), pode ser dado por:

$$En_{eq_agua} = \left(P_{ótima} \times \frac{Q_{resf}}{Q_{ótima}} \right) \times t_{CS} \quad (7)$$

3.3 Custos de Manutenção

Alguns sistemas de um grupo gerador possuem funções diretamente relacionadas com a operação como compensador síncrono, como é o caso do sistema de excitação e o sistema de ar de rebaixamento. Analisando estes sistemas, percebe-se que há uma relação entre a quantidade de horas de operação e as intervenções para manutenção, o que acarreta em custos adicionais de manutenção em função das horas de operação como compensador síncrono.

- Sistema de Ar de Rebaixamento:

Após análise, verificou-se que este sistema possui rotinas de inspeção e manutenção relacionadas às horas de funcionamento do equipamento (compressores de ar), e sendo estas diretamente proporcionais às horas de operação como compensador síncrono, é possível estabelecer uma relação entre, o montante gasto durante um certo intervalo de tempo suficientemente longo, e o tempo somado em que todas as unidades geradoras alimentadas pelo mesmo sistema operaram como compensador síncrono. Desta forma encontra-se um valor médio para o custo da operação com relação ao sistema de ar de rebaixamento. Como as inspeções e reposições de equipamentos estão relacionadas com o total de horas de funcionamento do equipamento, deve-se considerar também o pagamento da mão-de-obra que executou os serviços.

- Desgastes nas Escovas do Anel Coletor (Sistema de Excitação):

Para o sistema de excitação da unidade foi considerado apenas o desgaste sofrido pelas escovas do anel coletor. Os demais valores gastos historicamente no sistema de excitação apresentaram ter um valor desprezível se relacionado às horas de operação tanto como compensador quanto como gerador, uma vez que o mesmo sistema é utilizado para ambos os estados operativos.

As escovas, que possuem a finalidade de efetuar a transferência de energia entre o sistema de excitação e a armadura da unidade geradora, apresentam um desgaste natural causado pelo atrito entre as partes fixa e rotativa. Este desgaste é monitorado através de inspeções rotineiras e quando ocorre o fim de sua vida útil, a escova é substituída. Desta forma, através das medições de comprimento efetuadas periodicamente pode-se encontrar o desgaste médio das escovas por hora de operação e então relacioná-lo ao custo de substituição.

3.4 Custos Total da Operação como Compensador Síncrono

Foram apresentadas as fontes que compõem o custo total da operação como compensador síncrono, entretanto esta função está relacionada com o valor da energia elétrica no momento da operação. Conforme as regras de comercialização vigentes, o valor pago pelo MWh pode sofrer alterações em função da condição operativa da usina (se há ou não unidades gerando energia durante o período de contabilização semanal) e em função do valor da energia no mercado de curto prazo (PLD). Agregando todos os custos envolvidos, tem-se que, a função para o custo total durante a operação como compensador síncrono por conveniência do Agente ($f_{CS}(C_{en}, t_{CS})$) pode ser dada por:

$$f_{CS}(C_{en}, t_{CS}) = \left((P_{CS_total} \times C_{en}) + (P_{eq_agua} \times C_{TEO}) + C_{CS_MAN} \right) \times t_{CS} + (En_{bolha} \times C_{en}) \quad (8)$$

Onde P_{CS_total} , potência total consumida durante a operação como compensador síncrono (em MW); C_{en} é o preço pago pelo Agente sobre a energia elétrica consumida naquele instante (em R\$/MWh); C_{CS_MAN} é o custo adicional com manutenções (R\$/h); e En_{bolha} é o consumo adicional de energia para a produção da "bolha" inicial para a passagem para compensador síncrono.

Foi considerado o valor da energia equivalente em água como sendo o da TEO (Tarifa de Energia de Otimização) em função do fato de que o MRE assegura o déficit de geração da usina nas situações hidrológicas desfavoráveis. Entretanto, a economia de água (que resulta em energia armazenada em reservatório) e o consumo desnecessário de energia ativa podem significar um custo evitado de investimento em novas usinas para suprir o déficit da produção de energia.

A função de custo da operação como compensador síncrono quando da prestação do serviço ancilar de suporte de reativo pode ser dada pela Equação 8, desconsiderando o consumo de energia do motor síncrono.

4.0 - APLICAÇÕES

A metodologia apresentada foi aplicada às usinas GBM, GNB e GJR da COPEL, com o intuito de otimizar o planejamento da operação de curto prazo (pré-despacho) com a inclusão de novas variáveis e também subsidiar a tomada de decisões entre se desligar uma unidade ou mantê-la em operação como compensador síncrono, tendo em vista as regras comerciais vigentes. Como o objetivo é o de apresentar uma forma de comparação entre os custos de parada/partida e da operação como compensador síncrono, não foram abordados custos comuns às duas situações, tais como o vazamento de água das palhetas do distribuidor, que ocorrem tanto com a unidade parada quanto com a unidade operando como compensador síncrono. Os valores obtidos de custos foram diferentes para cada usina em função dos aspectos construtivos diferenciados, o que torna importante que a metodologia seja aplicada para cada UHE de forma independente.

O modelo de otimização para a formulação do programa diário de geração passou a considerar não somente as perdas energéticas (5), em função dos desvios do ponto ótimo de operação, mas também os custos de parada e partida e da operação como compensador síncrono. Adicionalmente, no modelo é possível incluir a possibilidade de remuneração pela prestação do serviço ancilar de suporte de reativo, permitindo uma otimização técnico-econômica para a Companhia (6).

O modelo para o auxílio à tomada de decisões, se aplica quando há desvios, durante a operação em tempo real, do programa diário de geração, em que, pelas normas vigentes de operação, o ONS pode disponibilizar, quando não houver a necessidade sistêmica, as unidades geradoras ao Agente, que deve decidir entre desligar ou manter a unidade em operação como compensador síncrono por sua própria conveniência. A idéia básica, é relacionar a evolução dos custos de parada e partida e também da operação como compensador síncrono, de modo a determinar um tempo de referência (t_R) que indique a melhor decisão econômica para a empresa. Se o tempo previsto para que a unidade volte a operar por necessidade sistêmica seja superior a t_R , a melhor decisão é a de se desligar a unidade, caso contrário, a unidade deve permanecer em operação como compensador síncrono (6).

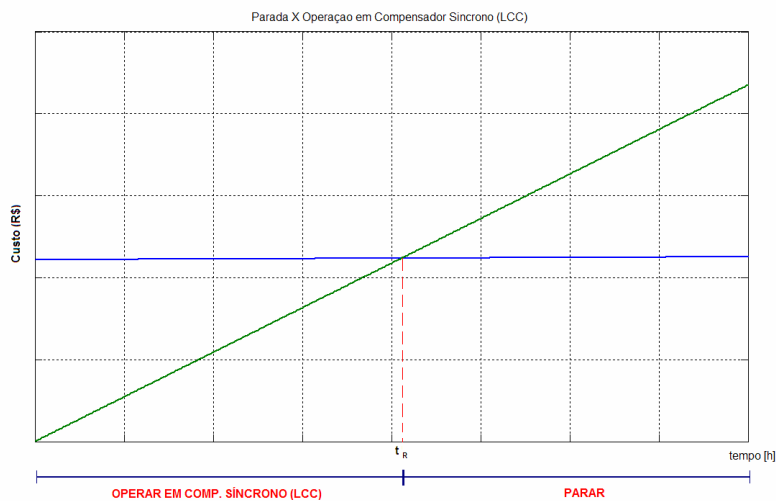


Figura 2 - Modelo de gráfico com a evolução dos custos da parada/partida (azul) e da operação como compensador síncrono (verde) em função do tempo, com a indicação de t_R .

5.0 - RESULTADOS

A aplicação do modelo de tomada de decisões possibilitou que, desde fevereiro de 2007 (início da vigência do CPSA para a empresa), a COPEL passasse a tomar sua decisão levando em conta os fatores técnico-econômicos apresentados. Isto causou um grande aumento da quantidade de paradas e partidas das unidades geradoras, como o caso da UHE GJR, mostrado na Figura 3. No entanto, a taxa de falhas (que relaciona o número de falhas com as horas de serviço (operação) da UHE dentro de um ano padrão (8760 horas)) não apresentou a mesma evolução.

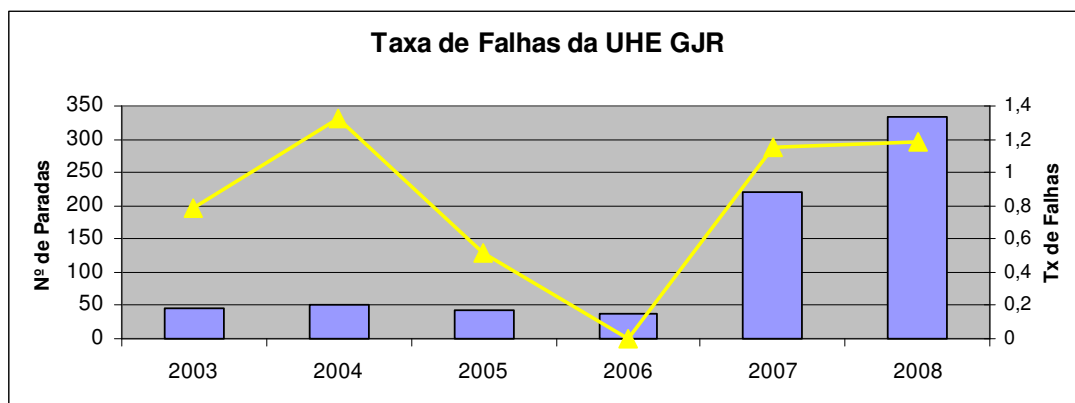


Figura 3 - Quantidade de paradas e Taxa de Falhas da UHE GJR

6.0 - CONCLUSÕES

O aumento da quantidade de paradas, não tem apresentado impactos diretos, num horizonte de curto prazo, nos custos de manutenção e também não foi percebido grande correlação entre o número de falhas e de partidas, como demonstrado pela Figura 3. A mudança do “modus operandi” da Companhia causou uma reação natural por parte do corpo técnico, que tem se mostrado bastante saudável, contribuindo para o aprimoramento do modelo, seja pela melhora da estimativa dos custos apresentados ou seja pela inclusão de custos não previstos. No entanto, como se trata de uma mudança recente é necessário que os efeitos no mais longo prazo sejam constantemente reavaliados, uma vez que, uma falha grave em algum equipamento pode trazer um grande prejuízo à Empresa em função do custo de recuperação antecipado e do Mecanismo de Redução de Energia Assegurada (MRA).

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) BJØRKVOLL, T., BAKKEN, B. H. Calculating The Start-Up Costs Of Hydropower Generators. **14th PSCC**. Sevilla, Spain. 2002.
- (2) HARA, T. P., VIANNA, L. F. L., NACHVALGER, E. E., GONÇALVES, E. Valuation About Remaining Service Life of GBM Hydraulic Power Plant Units - Technical and Economical Aspects. **Proceedings of the 4th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials**. Brisbane – Australia. 1994.
- (3) NILSSON, O., SJELVGREN, D. Hydro Unit Start-Up Costs and Their Impact on The Short Term Scheduling - Strategies of Swedish Power Producers. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 12, N° 1, p. 38-42. 1997.
- (4) SALMAZO, C. T., Modelo de Otimização Eletro-Energético de Curto Prazo (Pré-Despacho) Aplicado ao Sistema Copel. **Dissertação de Mestrado**. UNICAMP. 1997.
- (5) SOARES, S., SALMAZO, C. T. Minimum Loss Predispatch Model for Hydroelectric Power Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 12, n° 3, pp. 1220-1228. August 1997.
- (6) VIEIRA, D. P. Modelo Econômico de Programação Diária da Geração Considerando os Custos de Parada e Partida e Operação como Compensador Síncrono. **Dissertação de Mestrado**. Curitiba. UTFPR, 2007.